

## АРКТИКА И ЕЕ ОСВОЕНИЕ

опасных участках магистрального трубопровода, что позволит повысить эксплуатационную надежность магистрального газопровода.

### Литература

1. Новоселов В.В., Бачериков А.С. Оценка напряженно-деформированного состояния газопровода в условиях обратного промерзания грунта, характеризующегося пучением//Проблемы эксплуатации и ремонта промысловых и магистральных трубопроводов. Сб.науч.трудов. – Тюмень, 1999. С. 94 – 96;
2. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85:2013;
3. Гишкелюк И.А., Станиславская Ю.В., Евланов Д.В. Прогнозирование оттаивания многолетнемерзлых грунтов вокруг подземного трубопровода большой протяженности//Технологии транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов – 2015. – № 17. – С. 20 – 25;
4. Чухарева Н.В., Тихонова Т.В. Анализ причин аварийных ситуаций при эксплуатации магистральных трубопроводов в условиях Крайнего Севера в период с 2000 по 2010 год // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – № 3 – С. 231 – 243.

### **АНАЛИЗ МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ПОДВОДНОГО ТРУБОПРОВОДА И ГРУНТА**

**Бу Цзюнь, С.П. Буркова**

Научный руководитель профессор П.В. Бурков

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
г. Томск, Россия*

В процессе добычи морских нефти и газа, подводный трубопровод является важной частью проекта морской добычи нефти и газа. Если произойдет такой факт, как утечка нефти из трубопровода, то это вызовет огромные экономические потери и серьезное загрязнение морской среды [1]. Работа трубопровода на изгиб является распространенной формой повреждения трубопровода. Изгиб трубопровода является местным перпендикулярным и горизонтальным изгибами, при котором трубопровод находится под внешним давлением и без свободной деформации. Напряжение возникает внутри трубопровода. На данный момент, расположение трубопроводов в грунте обеспечит некоторое сопротивление нагружению, чтобы предотвратить возникновение напряжения в трубопроводе произвольной формы. Таким образом, сопротивление грунта является важной частью исследования изгиба трубопровода [2].

Целью данной работы является определение предела сопротивления грунта, при разной глубине и анализ изменения перемещения грунта, окружающего трубопровод.

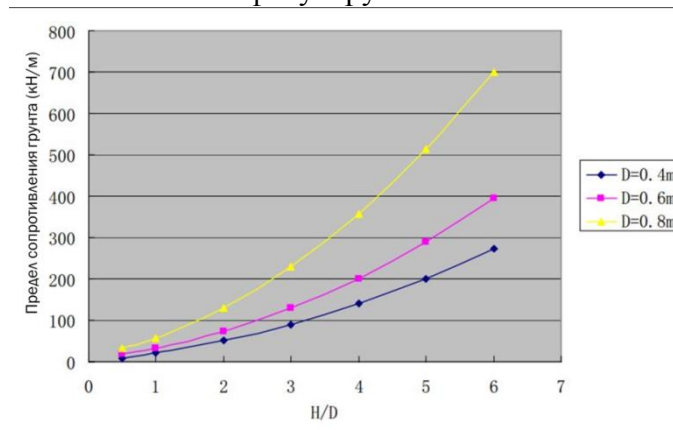
Изгибная деформация трубы морского трубопровода естественным образом возникает во время строительства трубопровода и наиболее опасна во время укладки трубы на морское дно. Если говорить в целом, то при строительстве морского трубопровода необходимо решить два основных вопроса:

#### СЕКЦИЯ 4. НОВЕЙШИЕ СИСТЕМЫ, ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ПОДВОДНОГО ИЗУЧЕНИЯ ШЕЛЬФА АРКТИКИ И ПРИБРЕЖНЫХ ЗОН АРКТИЧЕСКИХ МОРЕЙ

1) найти допускаемое усилие натяжения трубы, при котором сочетания напряжения изгиба и напряжения сжатия вследствие гидростатического давления не привели бы к локальному смятию трубы;

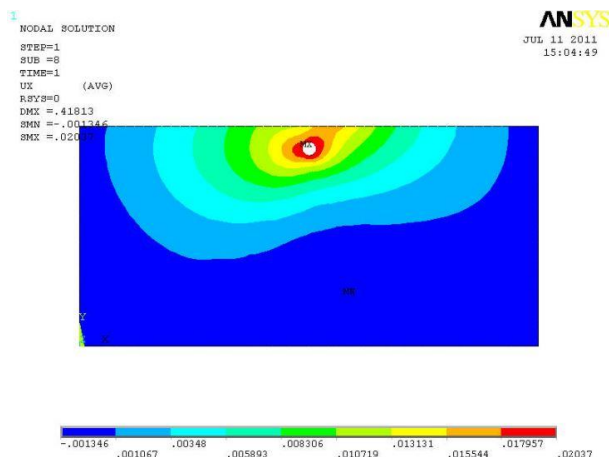
2) из-за сложности окружающей среды морского дна, исследования взаимодействия труба-грунт проводится в сложных условиях, что также очень необходимо.

Методом конечных элементов [3-8] провели расчет трубопровода и определили опасные зоны. Анализ фокусируется на зоне контакта труба-грунт.



**Рис.1 Влияние глубины на предел сопротивления грунта**

Модель труба-грунт состоит из двух частей морского дна и трубы. Для изучения трубопровода и морского дна используются непрерывная трёхмерная геометрическая модель, так как Solid45 имеет пластичность, ползучесть, сдвиг, напряжение жёсткости, большие деформации и большие возможности деформации, поэтому восемь узлов используются для обеспечения трёхмерного шестистороннего моделирования твёрдотельного элемента. На основе анализа в программном продукте ANSYS при моделировании методом конечных элементов дна трубопровода, в том числе: определения предела сопротивления грунта при разной глубине, моделировании взаимодействия трубопроводов и грунта (рис.1) и сравним с теоретическими результатом.



**Рис. 2 Перемещение облака по оси X**

Изображение деформации грунта (рис.2) и контуров в направлении X. Трубопровод имеет право движения, так что правая сторона грунта трубы имеет

отрицательное значение, из-за влияния сцепления грунта, левая сторона грунта трубы является положительным.

Выводы: Моделирование процесса горизонтального сопротивления взаимодействия грунта морского дна и трубопровода в программе ANSYS показывает что возможные перемещения имеют сходство с идеальной кривой упругопластичности. Из рис. 2 мы видим, что даже в сильно нагруженной зоне обеспечивается двукратный запас прочности.

### Литература

1. Джон Б. Хэбиш Принцип конструкции подводных трубопроводов [М].Пекин: нефтяной промышленности Пресс, 1988.
2. DNV-OS-F101, Подводные трубопроводные системы, январь 2000.
3. Рен Ианжун. Обзор морского дна исследования взаимодействия труба-грунт [J].Китай оффшорной платформы, 2004.(2) 26-30.
4. Чэн Дундун. Подводные трубопроводы в сложных условиях и взаимодействия грунта [D].Тяньцзинь: Тяньцзинь университет, 2008.
5. Лиу Рун, Ян ШуВан, Сунь Гуомин. Улучшение аналитических методов расчета подводного трубопровода [J].Тяньцзинь университет, 2005, 38 (2): 124--128.
6. Пэн Л.С. Стресс методы анализа для подземных трубопроводов: Часть 2, трубопроводного транспорта, 1978: 65-75.
7. Ху Чжун-иун. Механика грунтов и механика окружающей среды [М].Шанхай: Тунцзи университета, 1997.
8. Ли Вай, Иэ Иуимин. ANSYS примеры инженерные приложения (второе издание) [м].Пекин: Китай Пресс, 2007г.

## СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ КАЧЕСТВА ОСУШКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА РАЗЛИЧНЫМИ АБСОРБЕНТАМИ

**А.Р. Гатиятов**

Научный руководитель доцент Л.В. Шишмина

**Национальный исследовательский Томский политехнический университет,  
г. Томск, Россия**

Сегодня широко обсуждается освоение нового региона нефтегазодобычи – Арктики. Запасы природного газа в Арктике, по данным ученых, составляют около 1550 трлн кубометров. При этом практически все арктические запасы природного газа расположены у берегов России. Встаёт вопрос о выборе технологии подготовки сырого газа. Одной из самых эффективных технологий осушки природного газа является абсорбционный метод, в котором важную роль, влияющую степень осушки газа, играет вид абсорбента.

На практике обычно в качестве абсорбентов используют гликоли: этиленгликоль (ЭГ), диэтиленгликоль (ДЭГ), триэтиленгликоль (ТЭГ), тетраэтиленгликоль и пропиленгликоль [1]. Чаще всего применяют ТЭГ, так как для него существует оптимальное соотношение между потерями и начальными эксплуатационными затратами. В холодных климатических условиях иногда используют ДЭГ, имеющий меньшую вязкость при пониженных температурах в контакторе, чем ТЭГ. [2].

Для сравнения качества осушки газа различными абсорбентами в программном комплексе Aspen HYSYS [3] был смоделирован процесс